

INSTITUȚIA ORGANIZATOARE DE STUDII UNIVERSITARE DE
DOCTORAT UNIVERSITATEA PETROL-GAZE DIN PLOIEȘTI
DOMENIUL FUNDAMENTAL – ȘTIINȚE INGINEREȘTI DOMENIUL
DE DOCTORAT – MINE, PETROL ȘI GAZE

TEZĂ DE DOCTORAT

CONTRIBUȚII LA CARACTERIZAREA
ZĂCĂMINTELOR DE HIDROCARBURI PRIN
UTILIZAREA INTEGRATĂ A DATELOR DE
SONDĂ

CONTRIBUTIONS REGARDING RESERVOIR
CHARACTERIZATION USING WELL DATA

Autor: Drd. Ing. CRISTEA DRAGOȘ

Conducător științific: Prof. Univ. Dr. Ing. NISTOR IULIAN

Nr. Decizie 518 din 22.07.2021

Comisia de doctorat:

Președinte	Prof. Univ. Dr. Ing. Lazăr AVRAM	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Conducător științific	Prof. Univ. Dr. Ing. Iulian NISTOR	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Referent oficial	Prof. Univ. Dr. Ing. Victor MOCANU	de la	Universitatea București
Referent oficial	Conf. Univ. Dr. Ing. Mihail Valentin BATISTATU	de la	Universitatea Petrol-Gaze din Ploiești
Referent oficial	Conf. Univ. Dr. Ing. Bogdan Mihai NICULESCU	de la	Universitatea București

Ploiești 2021

CUPRINS

MULȚUMIRI	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
INTRODUCERE	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
REZUMAT	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
1 CARACTERIZAREA ZĂCĂMINTELOR DE HIDROCARBURI: ASPECTE GENERALE	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
1.1 Clasificarea zăcămintelor de hidrocarburi după criteriile geologice Error! Bookmark not defined.	
1.2 Clasificarea zăcămintelor de hidrocarburi după criteriile economice Error! Bookmark not defined.	
1.3 Metode consacrate de explorare și caracterizare a zăcămintelor Error! Bookmark not defined.	
1.3.1 Metode de prospecțiune geofizică..... <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.3.1.1 <i>Prospecțiunea seismometrică.....</i> <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.3.1.2 <i>VSP (Profilul seismic vertical).....</i> <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.3.1.3 <i>Investigații seismice Downhole.....</i> <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.3.1.4 <i>Seismica între sonde.....</i> <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.3.1.5 <i>Parametrii fizici și proprietățile măsurate în prospecțiunea geofizică</i> <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.4 Metode actuale de caracterizare a zăcămintelor de hidrocarburi Error! Bookmark not defined.	
1.5 Utilizarea datelor de sondă pentru caracterizarea zăcămintelor Error! Bookmark not defined.	
1.5.1 Investigarea complexă a sondelor <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.5.1.1 <i>Potențialul Spontan</i> <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.5.1.2 <i>Gamma-ray.....</i> <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.5.1.3 <i>Rezistivitatea.....</i> <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.5.1.4 <i>Carotajul neutronic</i> <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.5.1.5 <i>Carotajul de densitate</i> <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.5.1.6 <i>Carotajul sonic (acustic)</i> <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.5.1.7 <i>Cavernograma.....</i> <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.5.1.8 <i>Pandažmetria (Dipmeter log /High-resolution Dipmeter)</i> <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.5.2 Interpretarea diagramei geofizice din gaură liberă..... <i>Error! Bookmark not defined.</i>	
1.5.2.1 <i>Volumul de argilă.....</i> <i>Error! Bookmark not defined.</i>	

1.5.2.2	Porozitatea	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
1.5.2.3	Rezistivitatea apei de formațiune	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
1.5.2.4	Rezistivitatea reală a formațiunii	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
1.5.2.5	Saturația în apă	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
1.5.2.6	Litologia	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
1.5.2.7	Permeabilitatea	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
1.5.2.8	Delimitarea unităților de curgere hidrolică	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
1.5.3	Analiza carotelor	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
1.6	Probleme întâlnite în caracterizarea zăcămintelor de hidrocarburi	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
1.7	Etapele de lucru în procesarea și interpretarea datelor seismice	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
1.8	Corelarea datelor de sondă cu cele seismice	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
2	CARACTERIZAREA ZĂCĂMINTELOR DE HIDROCARBURI: STUDIU DE CAZ PE STRUCTURA OMEGA ..	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
2.1	Cadrul geologic	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
2.1.1	<i>Litologie și stratigrafie</i>	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
2.1.2	<i>Tectonică.....</i>	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
2.1.3	<i>Condiții de formare a zăcămintelor de hidrocarburi – sistem petrolifer</i>	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
2.2	Zăcămintul Omega din perspectiva datelor seismice	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
2.2.1	<i>Introducere.....</i>	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
2.2.2	<i>Localizarea, geologia, tectonica și stratigrafia</i>	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
2.2.3	<i>Rezultatele interpretării seismice</i>	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
2.3	Analiza petrofizică și de facies a diagrafiilor geofizice.....	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
2.3.1	<i>Descrierea metodelor geofizice de investigare</i>	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
2.3.1.1	<i>Investigații electrice standard (metode vechi)</i>	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
2.3.2	<i>Analize de carote</i>	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
2.3.3	<i>Metodologia interpretării diagrafiilor geofizice</i>	<i>Error! Bookmark not defined.</i>

2.3.4 Interpretarea diagrafiilor electrice standard*Error! Bookmark not defined.*

2.3.4.1 Pregătirea și analiza datelor..... *Error! Bookmark not defined.*

2.3.4.2 Pre-procesarea datelor *Error! Bookmark not defined.*

2.3.4.3 Determinarea volumului de argilă din SP*Error! Bookmark not defined.*

Calibrarea volumului de argilă din SP *Error! Bookmark not defined.*

2.3.4.4 Determinarea porozității efective.... *Error! Bookmark not defined.*

2.3.4.5 Rezistivitatea apei de formațiune *Error! Bookmark not defined.*

2.3.4.6 Rezistivitatea reală *Error! Bookmark not defined.*

2.3.4.7 Determinarea saturației în apă *Error! Bookmark not defined.*

2.3.4.8 Determinarea permeabilității absolute*Error! Bookmark not defined.*

2.3.5 Interpretarea diagrafiilor geofizice complexe*Error! Bookmark not defined.*

2.3.5.1 Pre-procesarea datelor *Error! Bookmark not defined.*

2.3.5.2 Determinarea volumului de argilă .. *Error! Bookmark not defined.*

Calibrarea volumului de argilă..... *Error! Bookmark not defined.*

2.3.5.3 Determinarea porozității efective.... *Error! Bookmark not defined.*

2.3.5.4 Determinarea saturației în apă *Error! Bookmark not defined.*

Calibrarea saturației în apă..... *Error! Bookmark not defined.*

2.3.5.5 Determinarea permeabilității absolute*Error! Bookmark not defined.*

2.3.6 Determinarea faciesului și mediu depozițional*Error! Bookmark not defined.*

2.3.7 Determinarea valorilor de cut-off și net pay*Error! Bookmark not defined.*

2.4 Zăcământul Omega din perspectiva ingineriei de zăcământ.....*Error! Bookmark not defined.*

2.4.1 Presiunea inițială și temperatura de zăcământ*Error! Bookmark not defined.*

2.4.2 Parametrii fizici ai rocii rezervor și a sistemului rocă-fluide .. *Error! Bookmark not defined.*

2.4.3 Evaluarea resurselor geologice inițiale de gaze libere *Error! Bookmark not defined.*

3	CONCLUZII	13
	BIBLIOGRAFIE.....	22
	LISTA FIGURILOR	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
	LISTA ANEXELOR.....	<i>Error! Bookmark not defined.</i>
	ANEXE GRAFICE	<i>Error! Bookmark not defined.</i>

1. REZUMAT

Utilizarea abordării integrate pentru a evalua calitatea rocii rezervorului și potențialul productiv devine din ce în ce mai importantă în geologia petrolului.

Această abordare integrată a fost adoptată pentru a analiza calitatea rocii rezervorului "Meoșian a" din structura Omega, Platforma Moesică, România. Această lucrare trece în revistă toate componentele principale ale unui studiu integrat cu un accent deosebit pe datele înregistrate în gaura de sondă.

Această teză este grupată în două secțiuni, prima explicând în detaliu conceptele de bază utilizate în secțiunea a doua, unde este detaliată metodologia utilizată în studiul de caz realizat pe structura Omega, cu limitarea la datele disponibile.

Rezervorul ”Meoțian a” este asociat cu un sistem de con aluvial alimentat de un sistem de canale NNV-SSE, capcanele litologice întâlnindu-se în partea sudică.

Presiunea rezervorului și comportamentul în timpul producției indică expansiunea gazului ca fiind mecanismul de dislocuire dominant, împreună cu un aflux de apă destul de slab.

Rezultatele acestei lucrări arată că performanța rezervorului este influențată nu numai de energia disponibilă de acționare (destinderea elastică a gazelor și un influx slab de apă), dar și de distribuția spațială a diferitelor faciesuri în raport cu locațiile sondelor.

Producția de gaze a început în 1962 și a încetat în 1983, când rezervorul ”Meoțian a” a fost ales pentru a fi utilizat pentru stocarea subterană a gazelor (UGS- Underground Gas Storage), datorită grosimii sale relativ mare, a porozității bune și a suprafeței mari.

Deoarece caracterizarea unui rezervor este o analiză multidisciplinară, această lucrare a revizuit toate componentele principale ale unui studiu integrat, și anume seismica, geologia și petrofizica și ingineria de zăcământ. Scopul caracterizării unui rezervor este de a încorpora datele existente din evaluări geologice, petrofizice și geofizice cu datele de inginerie de zăcământ a rezervorului, astfel ca rezultatul echipei multidisciplinare să fie crearea unui model de rezervor pentru orizontul de producție care va spori rezultatele economice.

Abordarea tehnică și rezultatele fiecăreia dintre acestea sunt rezumate în următoarele secțiuni, seismică, petrofizică și inginerie de zăcământ:

1.1 Seismica:

Studiul seismic 3D pe structura Omega a fost achiziționat și interpretat de către Prospekțiuni SA, România, care a furnizat rezultatele interpretării structurale a zăcământului Omega:

- Structura Omega este o structură nefaliată cu înclinare spre Nord și cu închideri pur stratigrafice, cu toate că prezintă câteva falii în partea de SW.
- Au fost interpretate 8 orizonturi care prezintă o foarte bună corelare în

depozitele Neogene, Mezozoice și Paleozoice, și anume: Paleozoic, Triasic, Jurassic, Cretacic, Sarmatian, Miocen Superior și Pliocen (Figura 1).

- Rezervorul (nisipurile Meotian superioare), este asociat cu un sistem de con aluvial alimentat de un sistem de canale NNV-SSE, capcanele litologice întâlnindu-se în partea sudică.
- Sistemul de canale este locația acviferului activ și poate fi calea preferențială pentru migrarea apei în rezervor. Porozitatea și permeabilitatea sunt mai mari în canale, ceea ce este în concordanță cu migrarea apei, contactul gaze/apă s-a deplasat 600m către Sud.

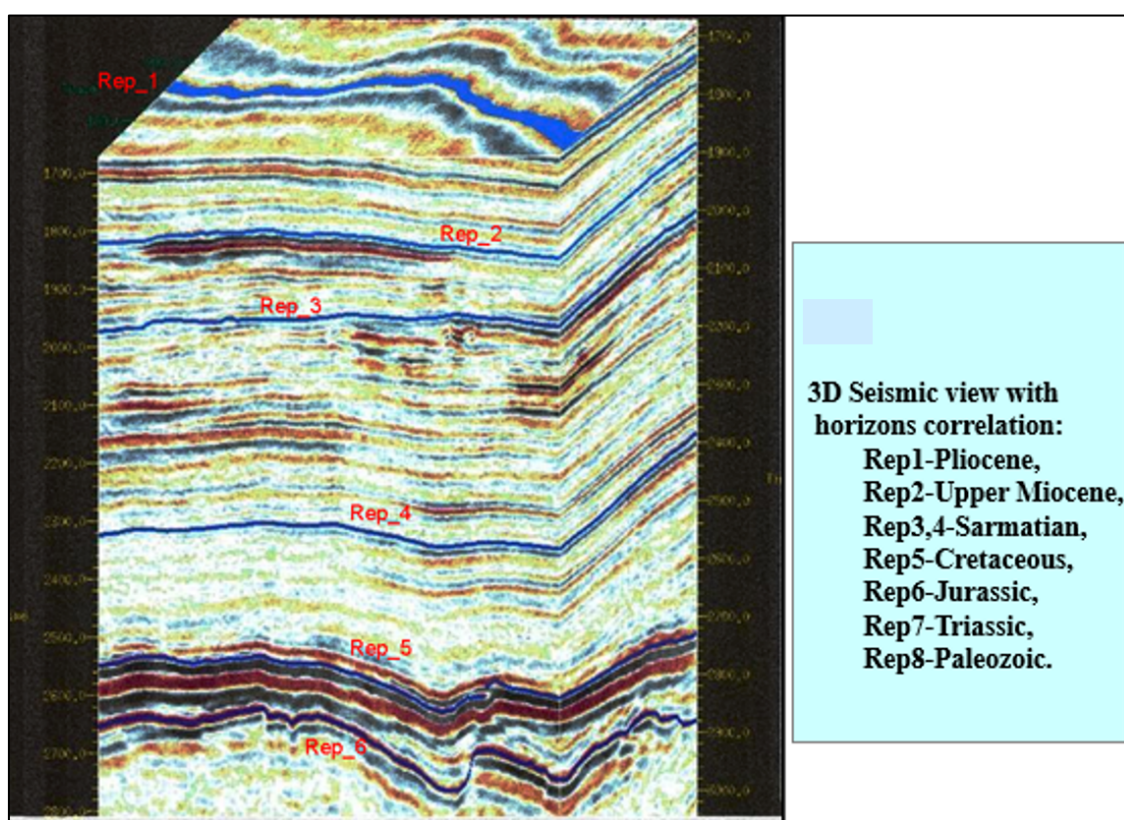


Figura 1: Interpretarea seismică, secțiune 3D

1.2 Geologia și Petrofizica:

Structura Omega este situată în nordul Platformei Moesice, la sud de falia Pericarpatică și la vest de falia Târgu Fierbinți-Belciugatele, falie intramoestică, de-a lungul aliniamentului structural Omega-Periș-Moara Săracă-Urziceni (Figura 2).

În zona de studiu apar toate tipurile de sedimente de la Cretacic la Cuaternar

(Figura 3), însă, depozitele Paleogene și Meotian inferior sunt absente fiind erodate.

Interpretarea datelor seismice 3D a arătat argilizarea rezervorului din Meoțian datorată schimbărilor litofaciale, rezultând astfel o capcană de tip stratiform ecranată litologic.

Formațiunea productivă ”Meoțian a”, este o serie Miocen Superior cu o grosime medie de 150m, iar zona productivă de aproximativ 30m grosime.

Datele primare pentru corelare și pentru determinarea proprietăților petrofizice au constat din carotajele electrice standard pentru 62 de sonde și carotaje complexe pentru alte 6 sonde din zona de studiu.

Au fost determinate proprietățile petrofizice: volumul de argilă, porozitatea efectivă, saturația în apă și permeabilitatea.

Nu au fost disponibile analize de carote pentru acest studiu, doar descrierile litologice ale carotelor au fost utilizate ca referință pentru a se compara cu litologia interpretată din diagramele geofizice.

Din rezultatele analizei petrofizice o suită de hărți a fost realizată, incluzând harta structurală la cap ”Meoțian a”, hărți de grosime, net-to-gross, porozitate efectivă, saturație medie și permeabilitate medie (Figura 4, Figura 5).

Datele primare au fost încărcate în programul TECHLOG-Schlumberger unde s-au determinat proprietățile petrofizice (Figura 6, Figura 7), iar rezultatele obținute au fost transferate în programul geologic SURFER unde s-au realizat toate hărțile necesare în construcția modelului static (Figura 4, Figura 5).

Obiectivele specifice ale analizei petrofizice includ următoarele:

- Editarea și normalizarea datelor brute înregistrate în gaura de sondă
- Determinarea și calibrarea volumului de argilă
- Determinarea porozității efective
- Determinarea și calibrarea saturației în apă
- Determinarea permeabilității absolute
- Identificarea electrofaciesurilor

- Determinarea valorilor limitative pentru delimitarea zonelor productive de cele neproductive (cut-offs și net-pay)

Au fost grupate 3 litofaciesuri (Nisip, Siltit și Argilă) în funcție de caracteristicile texturale și mărimea granulelor din sondele cu descrieri litologice ale carotelor. În plus a fost evidențiat un strat subțire de cărbune care este ușor de identificat pe diagramele de rezistivitate.

Faciesul "Argilă" a fost identificat ca rocă non-rezervor, iar în ceea ce privește calitatea rocii rezervor, faciesul "Nisip" a fost considerat ca fiind roca rezervor cu cea mai bună calitate, urmată de faciesul "Siltit".

Diagrama de interpretare a diagramei, rezultatul final al analizei petrofizice, include curbele calculate de volum de argilă, porozitate, saturație în apă, permeabilitate, și evidențierea cu culori pe trase separate, a intervalelor cu proprietăți de rezervor (Figura 6, Figura 7).

Această lucrare a demonstrat cum se utilizează tehnologiile existente într-un zăcământ vechi, în asamblarea datelor existente într-o bază de date organizată, în calibrarea datelor de sondă utilizând tehnici standard sau speciale, în prelucrarea acestor date într-o imagine computerizată a zăcământului și cartografierea rezervorului și a structurii folosind programe de calculator relativ ieftine.

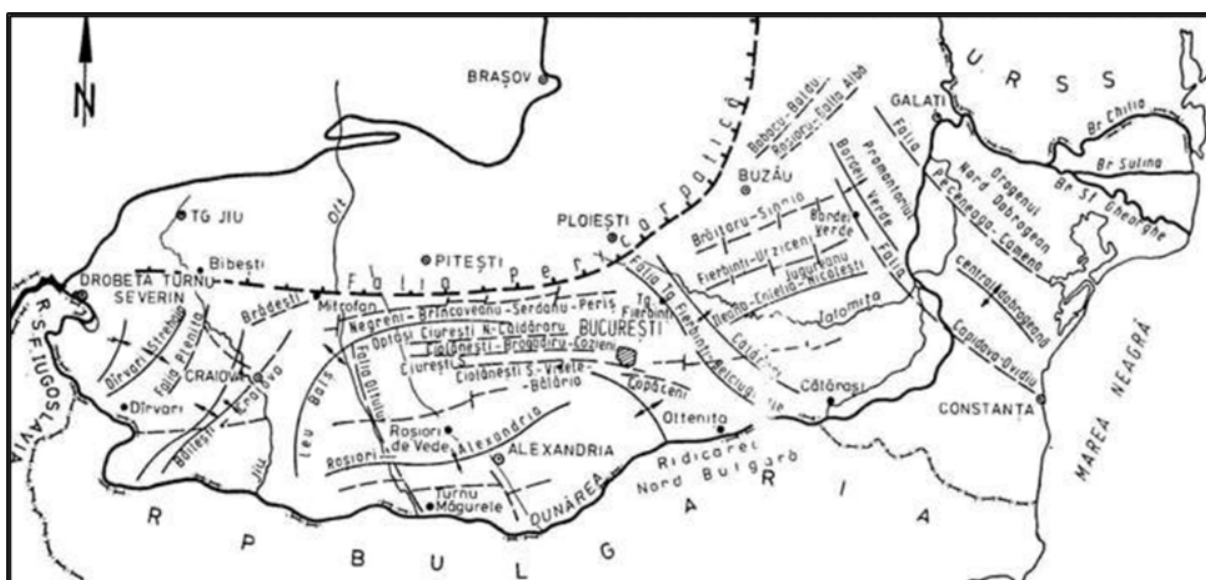


Figura 2: Schița structurală a Platformei Moesice (Beca și Prodan, 1984)

Period	Series	Regional Paratethys Stages	Tarcau, Marginal Folds, and Sub-Carpathian nappes	Moesian platform	
Neogene	Plio.	U.	Romanian	Conglomerate, sandstone, marl	
		L.	Dacian		
	Miocene	Upper	Pontian	Marl, siltstone	
			Meotian	Calcareous sandstone, marl	
		Middle	Sarmatian	C	Sandstone, marl
				B	Siltstone, marl, sandstone
			A	Siltstone, marl, sandstone	
		Lower	Badenian	Tuff, shale, marl, sandstone	
	Oligocene	Lower	Burdigalian	Lower molasse	Nondeposition
			Aquitanian	Salt	
Upper		Chattian	Pucioasa facies with Fusaru Sandstone		
		Rupelian	Dysodile shale		
Paleogene	Eocene	Eocene	Shale and sandstone		
		Paleocene	Shale and sandstone		
	Cretaceous	Black shale facies	Calcareous deposits		
Jurassic	(hiatus)	Calcareous deposits			

Figura 3: Coloana stratigrafică simplificată (Ștefănescu, 2000)

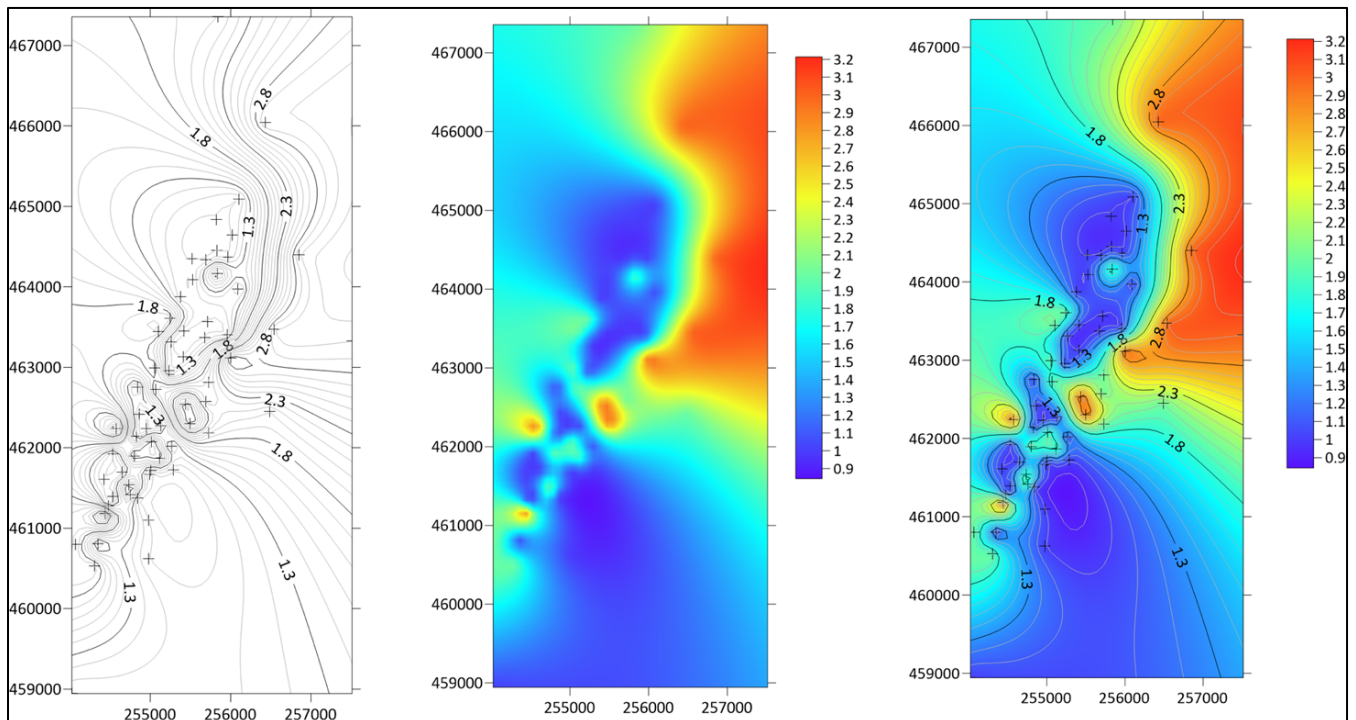


Figura 4: Harta litofacială la nivelul Meoțian „a”. Roșu = argile; Albastru-Verde = gresii nisipuri

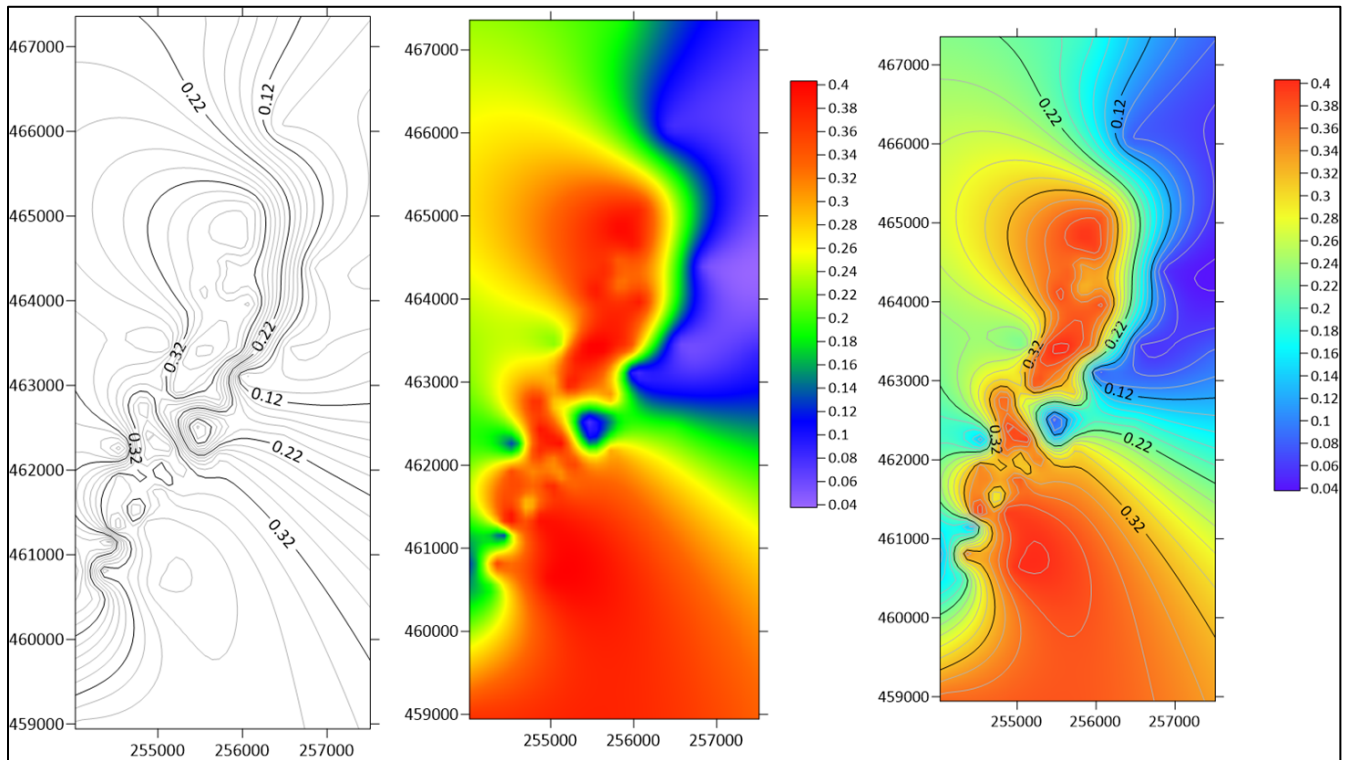


Figura 5: Harta porozităților la nivelul Meotianului. Se observă o corelare foarte bună cu litologia.

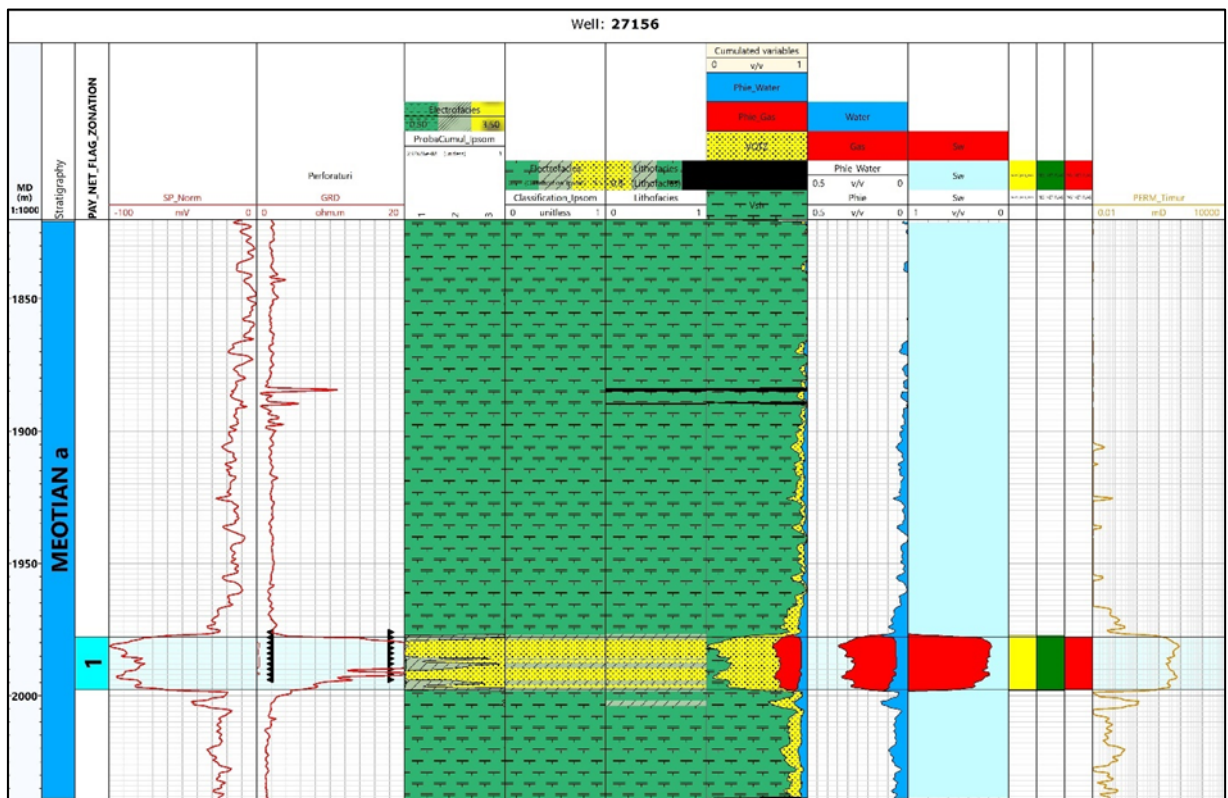


Figura 6: Analiza petrofizică a diagrafiilor electrice standard

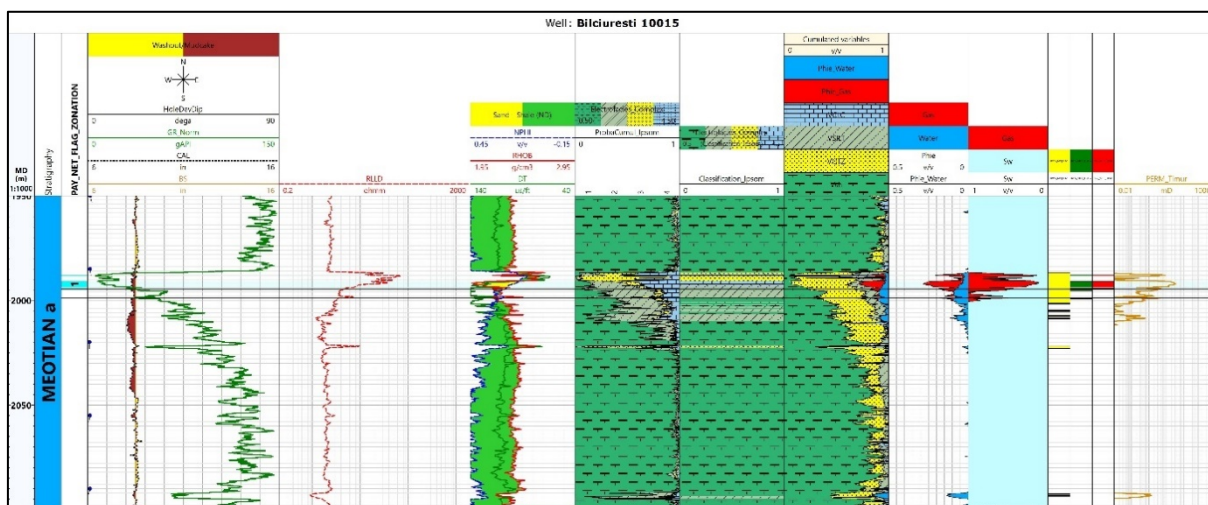


Figura 7: Analiza petrofizică a diagrafiilor complexe moderne

1.3 Inginerie de zăcământ:

În exploatarea zăcământului au existat 2 etape, prima etapă de exploatare a gazelor (1962-1983), în care au fost extrase gazele prin maxim 9 sonde simultan, fapt ce adus la scăderea cu 80% a presiunii de zăcământ, ajungând la finalul exploatării la cca 46 bari față de 230 bari presiunea inițială.

Sondele au avut debite variabile cuprinse între 87 și 263mii Stmc/zi, pe duze de 6-10mm și presiuni la tubing de 100-150 bari.

A doua etapă este de înmagazinare-extracție, începe după anul 1983, când zăcământul este folosit ca depozit de injecție și extracție a gazelor. În prezent înmagazinarea se realizează prin utilizarea a 57 de sonde.

În această perioadă, debitele de extracție variază între 30 și 550mii Stmc/zi, pe duze de 7-22 mm și presiuni la tubing de 40-140 bari.

Debitele de injecție variază între 40 și 300miiStmc/zi, cu presiuni la tubing de 50-140 bari.

Presiunea medie de zăcământ a crescut în această perioadă de la cca 90 bari la 170 bari.

Presiunea rezervorului și comportamentul de producție indică un mecanism de dislocuire a gazelor dominat de destinderea elastică a gazelor simultan cu un influx

slab de apă de zăcământ.

Evaluarea debitului de gaze s-a făcut prin compararea debitelor de gaze produse la momente de timp diferite pe aceleași duze și la aceeași presiune statică de zăcământ.

Informațiile despre sistemele petroliere din Platforma Moesică sunt relativ rare, unde sunt disponibile, acestea rămân în jurisdicția companiilor care le dețin, fiind considerate documente clasificate.

Acest studiu a generat date privind sistemul petrolier al structurii, la scară regională utilizând abordarea integrată, date ce ar putea fi folosite ca instrument pentru explorarea și exploatarea activităților viitoare.

CONCLUZII

- Acest studiu a constatat în crearea unei baze pe care geologii, geofizicienii și inginerii să o utilizeze pentru îmbunătățirea integrării datelor. Această analiză multidisciplinară, precum și realizarea unui model de rețea neurală, a fost creată ca un instrument alternativ de interpolare și predicție a parametrilor petrofizici ai formațiunii, fiind de asemenea, un instrument extrem de util în evaluarea corectă și rapidă, conducând la diminuarea riscurilor și la creșterea valorii economice a zăcământului.
- Prin achiziționarea datelor seismice și prin forarea sondelor, au fost dovedite componentele necesare pentru existența unui rezervor purtător de hidrocarburi în structura Omega. Există o rocă rezervor de calitate, încărcată cu gaze în prezența unor capcane structurale și litostratigrafice.:
- Structura Omega este o structură nefaliată cu înclinare spre Nord și cu închideri pur stratigrafice, cu toate că prezintă câteva falii în partea de SW.
- Au fost interpretate 8 orizonturi care prezintă o foarte bună corelare în depozitele Neogene, Mezozoice și Paleozoice, și anume: Paleozoic, Triasic, Jurassic, Cretacic, Sarmățian, Miocen Superior și Pliocen (*Error! Reference source not found.*).
- Rezervorul (nisipurile Meotian superioare), este asociat cu un sistem de con aluvial alimentat de un sistem de canale NNV-SSE, capcanele litologice întâlnindu-se în partea sudică.

- Sistemul de canale este locația acviferului activ și poate fi calea preferențială pentru migrarea apei în rezervor. Porozitatea și permeabilitatea sunt mai mari în canale, ceea ce este în concordanță cu migrarea apei, contactul gaze/apă s-a deplasat 600m către Sud.
- Interpretarea seismică a furnizat geometria și topografia rezervorului. Stratigrafia rezervorului a fost definită utilizând datele din carotajele de densitate și neutronic.
- Interpretarea seismică și geologică arată că rezervorul este asociat cu un fan depozitional, alimentat de canale de distribuție dinspre nord. Sistemul de canale reprezintă locația acviferului activ și poate fi calea preferențială pentru migrarea apei în rezervor.
- Metodele de analiză petrofizică au fost aplicate cu succes atât la datele carotajelor electrice standard cât și asupra datelor din carotajele moderne.
- Datele carotajelor electrice standard disponibile (pentru 68 de sonde) au fost digitizate pentru a putea fi încărcate și interpretate folosind programul Techlog.
- Litologia a fost modelată prin aplicarea tehnicii IPSOM, Techlog, folosind curbele de potențial spontan, SP, gamma ray, GR, Densitate, RHOB, Neutronic, NPHI și Sonic, DT
- Litologia formațiunii este compusă din nisip inter-laminat cu nisip argilos (siltit) și argilă conform descrierii litologice ale carotelor și interpretării utilizând tehnica IPSOM
- Rezervoarele au fost definite prin porozitatea mai mare de 15% și volumul de argilă mai mic de 45%, iar intervalele potențial productive sunt definite dacă saturația în apă este mai mică de 55%
- Calitatea stratelor de nisip variază destul de mult, grosimea netă variind de la 2m la 20m, porozitatea variind de la 20% la 33%, iar saturația în apă variind de la 14% la 44%
- După depletarea rezervorului din anul 1983, rezervorul Meoțian a fost ales pentru a fi folosit pentru depozitarea subterană a gazelor (UGS-Underground Gas Storage), datorită grosimii relativ mare, a porozității bune și a suprafeței mari.

- Au fost reinterpretate datele disponibile și astfel au fost obținute caracteristicile litofaciale ale zăcământului.
- Au fost evidențiate la nivelul zăcământului zone cu proprietăți favorabile sau mai puțin favorabile acumulărilor de hidrocarburi. Acest lucru se explică prin existența unui canal depozițional care a fost pus în evidență printr-un electrofacies de tip cilindru.
- Coroborat cu datele de sondă, log, probe etc. seismicii 3D s-a putut realiza o plotare a distribuției proprietăților zăcământului pe toată suprafața acestuia.
- Existența unor zone extrem de favorabile curgerii gazelor (depozite de canal) conturează perimetrele optime pentru amplasarea posibilelor locații de sonde de injecție/extracție.
- Zăcământul a fost exploatat până la depletare, dar acesta prezintă proprietăți favorabile înmagazinării gazelor:
 - adâncimi relativ mici,
 - porozități mari,
 - permeabilități mari,
 - prezența unui ecran foarte bun,
 - extindere suficient de mare,
 - acvifer inactiv
 - valori compatibile ale gradientilor de presiune, fisurare și temperatură
 - posibilitatea măririi presiunilor de injecție/înmagazinare în raport cu gradientul de presiune inițial și gradientul de fisurare al ecranului
- Din punct de vedere economic, zăcământul Omega are o poziție extrem de bună, aflându-se atât în apropierea Bucureștiului cât și în apropierea magistralei de gaze ce aduce hidrocarburi din Bazinul Transilvaniei.
- Având în vedere rezultatele studiului, autorul recomandă mărirea, atât a capacității de înmagazinare, cât și a capacității zilnice de extracție prin forajul a patru sonde noi. Acest lucru este de preferat funcționării depozitului la capacitatea actuală.

SUMMARY

An integrated approach was used to analyse the quality of a Meotian reservoir in the Moesian Platform, Romania. While this paper goes through all the main components of an integrated study (seismic, petrophysics, reservoir engineering), the main focus was on well data.

This research focused on modelling the structure using mainly well data. The reservoir is associated with an alluvial cone structure and a canal system NNW-SSE, with the lithological traps in the southern part^[1].

The reservoir pressure and the behaviour during production indicates a gas expansion is the main displacement mechanism, alongside a low influx of water.

The results of this paper show that the performance of the reservoir is influenced not only by the available energy (the elastic gas expansion and a low influx of water), but also by the spatial distribution of different facieses in relation to the well locations.

Gas production started in 1962 and continues to this day. However, the Meotian reservoir was chosen for gas storage (UGS-Underground Gas Storage) due to his relatively large thickness, good porosity and large surface area^[2].

The purpose of a reservoir characterisation is to incorporate existing data from geological, petrophysics, geophysics and reservoir engineering, so that the results obtained by the multidisciplinary team can be used to create a reservoir model which will improve economic results.

INTRODUCTION

Using an integrated approach to evaluate the quality of the reservoir and the potential of production is getting more and more important in petroleum geology.

This integrated approach was used to analyse the quality of an old Meotian reservoir in the Moesian Platform, Romania. While this paper goes through all the main components of an integrated study (seismic, petrophysics, reservoir engineering), the main focus was on well data.

The purpose of a reservoir characterisation is to incorporate existing data from geological, petrophysics, geophysics and reservoir engineering, so that the results obtained by the multidisciplinary team can be used to create a reservoir model which will improve economic results.

The methodology and the results for each phase are summarized in the following sections: seismic, petrophysics and reservoir engineering.

SEISMIC

The 3D seismic study for the analysed structure was acquired and interpreted by a private company, and reinterpreted by us, with the following results:

- The structure consists of an unfaulted hemianticline dipping North and with purely stratigraphic traps in the SW.
- Eight horizons were interpreted; they present a good correlation in Neogene, Mesozoic and Palaeozoic deposits.
- The reservoir (sandy Meotian) is associated with an alluvial cone structure and a canal system NNW-SSE, with the lithological traps in the southern part.
- The canal system represents the location for the active aquifer and can be the preferred migration path for the water into the reservoir. The porosity and permeability are higher in the canals, which is in accordance with the water migration, the gas/water contact migrated 600 m to the South^[3].

GEOLOGY AND PETROPHYSICS

The structure is located in the northern part of the Moesian Platform, South of the Peri Carpathian fault and West of the Târgu Fierbinți-Belciugatele fault.

In the study area well penetrated sediments from Cretaceous to Quaternary, however the Paleogene and lower Meotian deposits are missing due to the uplift of the Cretaceous Basement and its partial erosion forming Preneogene Unconformity (PNU) and its paleoshape combined with the undepositional period from Cretaceous up to Upper Meotian^[4-5].

Drd. Ing. Cristea Dragoş

The interpretation of the 3D seismic data showed an argillic alteration of the Meotian reservoir, which was caused by lithofacial changes, resulting in a stratiform trap which is lithologically screened.

The productive formation, Meotian, has an average thickness of 150 m, but it only produces from 30 m ^[6]. The main data for correlation and for the determination of petrophysical proprieties was taken from geophysical data from 62 wells from the study area.

The main petrophysical proprieties were determined: shale volume, effective porosity, water saturation and permeability.

Unfortunately, no core data was available for this study, only the lithological core descriptions which were utilised as a reference in order to compare the interpreted geology from well logs.

The results of the petrophysical analysis were used to create a series of structural maps, thickness maps, net-to-gross maps, porosities maps etc.

The specific objectives of petrophysical analysis include:

- Editing and normalizing the raw data (Figure 1).
- Calculating and calibrating the shale volume
- Calculating the effective porosity
- Calculating and calibrating the water saturation
- Calculating the permeability
- Identifying the electrofacieses
- Identifying the limits of the productive zones (cut-offs și net-pay)^[7-8]

Three lithofacieses were separated (sands, silt and shales) in accordance with the structural characterises and the grain sizes from lithological descriptions from cores.

The „shale” facies was identified as a non-reservoir rock, and in terms of the quality of the reservoir rock, the „sand” facies was considered the best reservoir rock, followed by the „silt” facies (Figure 2).

The interpretation diagram of the well logs, the final result of the petrophysical analysis includes the calculated value curves for shale volume, porosity, water saturation, permeability, as well as highlighting with different colours the reservoir intervals (Figure 3).

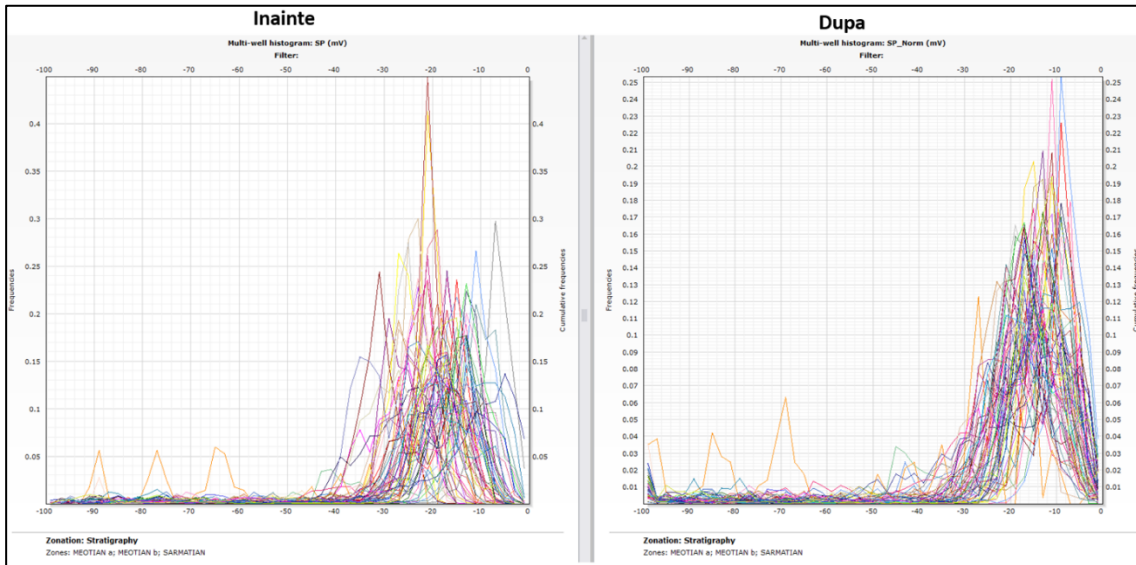
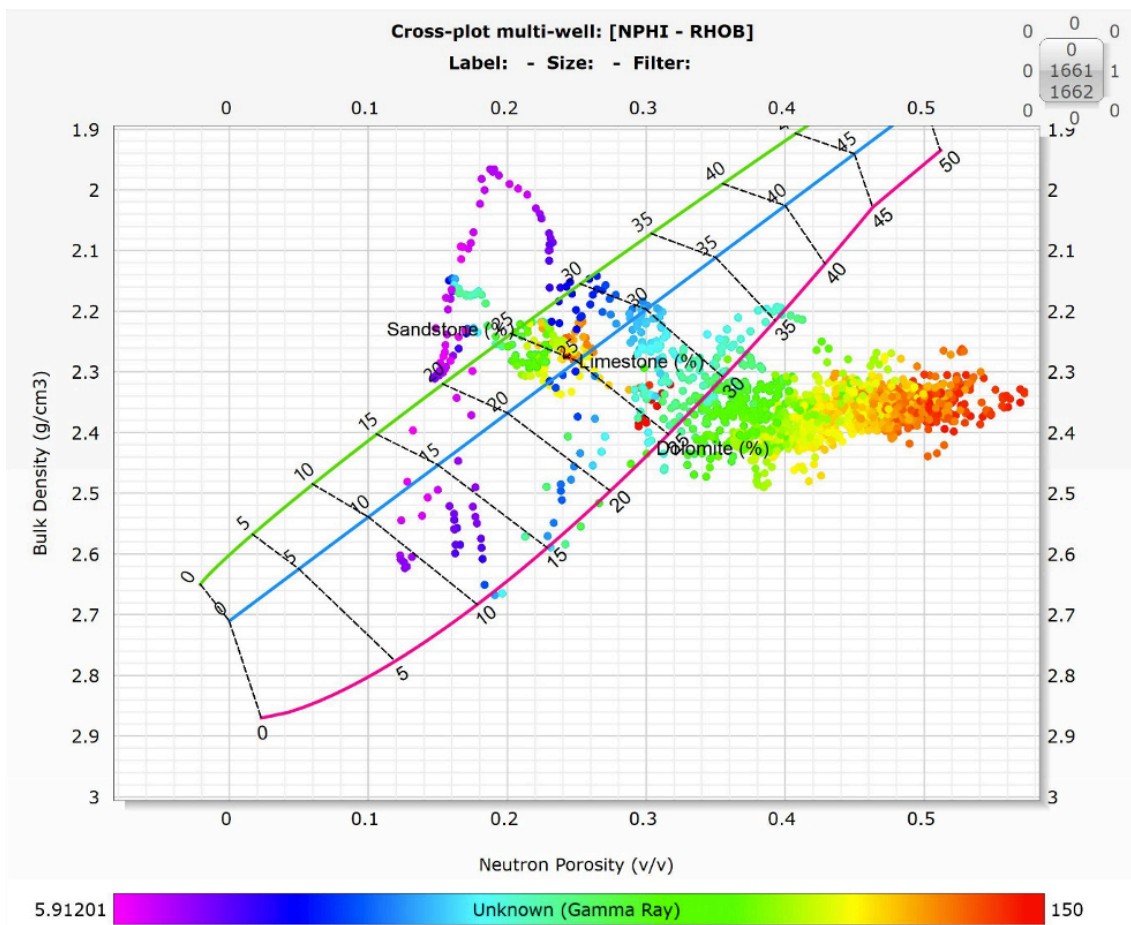


Figure 1. PS histograms, before and after normalisation.



Charts:

Schlumberger, CP-1c & CP-1d, Neutron Porosity vs Bulk Density, NPHI (rho_f = 1 g/cm³)

Figure 2. Porosity, Neutron-Density Cross plot, Meotian.

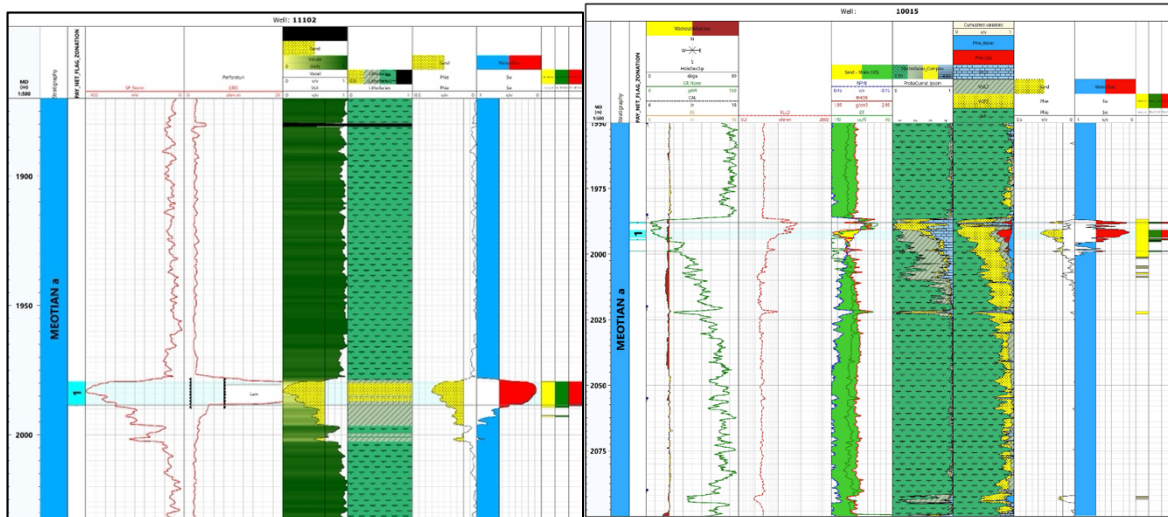


Figure 3. The petrophysical analysis for the electric standard logs.

This paper proved how to utilise modern technologies in an old reservoir and processing this data in a computerised image of the reservoir using relatively cheap software programs.

RESERVOIR ENGINEERING

During the extraction phase we had 2 stages. The first one was focused exclusively on gas extraction through 9 wells, which lead to a decrease of the pressure by 80%. During this phase the wells had variable flow rates ranging from 67 to 293 thousand Stcm/day for pressures ranging from 100 to 160 bars.

The second phase focused both on gas extraction, as well as gas storage through 67 wells. During this phase the extraction debits ranged from 20 to 650 thousand Stcm/day for pressures from 40 to 140 bars. while the gas injection debit flows ranged from 40 to 300 thousand Stcm/day, with pressures from 50 to 140 bar.

We have found that in the second stage reservoir pressure increased significantly, by more than 70 bars.

The reservoir pressure and the behaviour during production indicates a gas expansion is the main displacement mechanism, alongside a low influx of water.

The evaluation of the gas flow rate was done by comparing the gas flow in different moments of time, but with the same equipment and static reservoir pressure.

CONCLUSION

This study was focused on creating a data base that geologists, geophysicist and reservoir engineers can use to improve data integrations. This multidisciplinary analysis, as well as the creation of a neural network model, was created as an alternative instrument of interpolation and prediction for the petrophysical parameters, and was extremely useful in the correct and fast evaluation of the reservoir which lead to a decrease in risks and an increase in the economic value of the reservoir.

By acquiring the data from seismic and from the wells, we proved that our structure has all the necessary components of a reservoir. We have a quality reservoir rock, filled with gas and in the presence of structural and lithostratigraphic traps.

Seismic interpretation supplied the geometry and topography of the reservoir, with the reservoir stratigraphy being defined using data from neutron and density logs.

The reservoir was defined as having a greater porosity than 15% and a smaller volume of shale than 45%, while the productive intervals are those having a smaller water saturation than 55%.

Information about the petroleum systems in the Moesian Platform are relatively rare, so our findings are of extreme importance.

This study generated data regarding the petroleum system of the Meotian structure, at a regional scale, using an integrated approach, data which can be used as an instrument for a future exploration and extraction activities. The lithofacial proprieties of the reservoir were obtained by reinterpreting the available data.

New zones, favourable to hydrocarbon accumulation, were highlighted. This can be explained with the existence of a depositional canal which was highlighted with a cylindric electrofacies.

In conjunction with well data, logs, cuttings etc., the 3D seismic interpretation lead to a plotting of the distribution of the proprieties for the entire reservoir.

The existence of extremely favourable zones for gas flow (canal deposits) shapes the optimal perimeters for the layout of injection/extraction wells.

Seeing the results of the study, the authors recommend the increase, both of the storage capacity, as well as an increase in daily gas extraction, by drilling 4 new wells in the study area. This is preferable to a continuation of the current extraction-injection program.

BIBLIOGRAFIE/REFERENCES

1. **Amaefule, J.O. et.al. (1993).** *Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston.
2. **Ashraf, Ejaz (1994).** *Integrated Reservoir Characterization for the Mazari Oil Field, Pakistan*, Teză de doctorat. Texas A&M University.
3. **Asquith G. (1982).** *Basic Well Log Analysis for Geologists*. The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, USA.
4. **Batistatu, M.V. (1998).** *Investigarea Geologică și Geofizică a Formațiunilor Pre-Meotian din Zona Cutelor Diapire prin Foraje de Mare Adâncime*. Universitatea din București, București, Teză de doctorat.
5. **Batistatu M.V. (2000).** *Analiza Cantitativă a Bazinelor Sedimentare*. Editura Universității Petrol-Gaze din Ploiești.
6. **Batistatu M.V. (2005).** *Oil Traps. Structural and Sedimentary Outlines*. China Petroleum University.
7. **Beca C, Prodan D.(1983) .** *Geologia zăcămintelor de hidrocarburi*. Editura Didactică și Pedagogică. București.
8. **Balteș N., Filip Mariana (1987).** *Condiții bio-fizico-chimice de formare a rocilor sursă de hidrocarburi la mari adâncimi, în unele sectoare ale vorlandului carpatic*; B,T.S. I.P.G.G.;vol XVII, nr.2
9. **Botezatu R.,(1982).** *Modele geofizice ale alcătuirii geologice a României*, Editura Academiei R.S.România, 205 pp, București.
10. **Clavier, C., Coated, G., Dumanoir, J. (1984).** *Theoretical and Experimental Bases for the Dual-Water Model for interpretation of shaly Sands*. JPT.
11. **Coates, G.R. and Dumanior, J.L. (1974).** *A New Approach to Improved Log Derived Permeability*. The Log Analyst.
12. **Coates, G.R. (1977).** *A Modified Approach to Improved Log Derived permeability*. The log Analyst.
13. **Cristea D., Negulescu E.R. (2020).** *Prospecțiune și Explorare Geofizică Vol.1 Metode de Investigare pentru Hidrocarburi și alte Tipuri de Resurse*. Editura

Vergiliu. București.

14. **Cristea D., Negulescu E.R. (2021).** *Prospecțiune și Explorare Geofizică Vol.2 Interpretarea Geologică a Datelor Geofizice.* Editura Vergiliu. București.
15. **Cristea D., Nistor I. (2021).**, *The Characterization of an Old Meotian Reservoir in The Moesian Platform using Integrated Well Data*, SGEM 2021, Oil and Gas Exploration ISSN 1314-2704
16. **Cristea D., Nistor I. (2021).**, *A study regarding the possibility of an increased hydrocarbon production for a Meotian reservoir in the Carpathian Foreland – Romanian Sector*, SGEM 2021, Oil and Gas Exploration ISSN 1314-2704
17. **Cristea D., Nistor I. (2021).**, *Re-evaluation of a gas storage reservoir in the Moesian Platform using a multi-criteria integrated analysis*, Romanian Journal of Petroleum & Gas Technology No.2/2021
18. **Cristea D., Nistor I. (2020).**, *Analyzing the Seismic Stratigraphy Of Badenian Deposits In The East European Platform*, SGEM Viena 2020, Oil and Gas Exploration – Vol. 1.3., pag. 3-10, ISSN 1314-2704
19. **Cristea D., Nistor I. (2020).**, *A study of the Distribution Laws of the Petroleum Systems in the Pannonian Basin - Romanian sector* SGEM Viena 2020
20. **Cristea D. (2018).** *The Study of the Oligocene Electrofacieses in the Paratethys region* AAPG Search and Discovery Article #30652
21. **Cristea D. (2018).**, *An Analogue Study of Petroleum Systems: West Iberian Basins vs East European Basins* AAPG Search and Discovery Article #42293
22. **Cristea D. (2018).**, *"Combing Seismic Inversion and Geostatistics to Predict Reservoir Properties"*, AAPG Search and Discovery Article #42294, DOI:10.1306/42294Cristea2018
23. **Cristea D., Dumitru A. N. (2017).**, *"An Analysis Study of the Facieses from Well Log Data of a Petroleum Reservoir using a Hierarchical Clustering Algorithm"*, SPE Student Technical Conference 2017 (STC '17), Clausthal, Germania
24. **Cristea D. (2017).**, *"The Study of the Oligocene Electrofacieses in the Mio-Pliocene Region of Romania using Artificial Intelligence"*, 9th edition of the SPE Annual International Paper & Poster Contest "Constantin Gh. Popa", Universitatea Petrol-Gaze, Ploiești
25. **Dake, L.P. (2017).** *Fundamentals of Reservoir Engineering.* Elsevier,

Amsterdam-London- New York-Tokyo.

26. **Dascăl N., Cristea D. (2020).**, „*Proprietățile zăcămintelor offshore din Marea Neagră: o analiză din perspectiva datelor seismice*” Black Sea Student Symposium 2020 Ediția I, Universitatea Petrol-Gaze, Ploiești
27. **Fraser, H.J., Garton, L.C (1935).** *Systematic Packing of Sphere-With Particular Relation to Porosity and Permeability.* J.Geol. (Dec.1935) 785-909.
28. **Han, D. (1986).** *Effects of porosity and clay content on acoustic properties of sandstones and unconsolidated sediments. PhD dissertation, Stanford University.*
29. **Ionescu B., Ionescu L., Sucișu O., Stoica-Negulescu E.-R., (2007).**, *From regional to detailed tectonic and structural pattern in Omega field area with Landmark’s interpretation software, AAPG Regional Conference, Athens, Greece*
30. **Leverett, M.C. (1940).** *Capillary Behavior in Porous Solids.* Petroleum Technology.
31. *Log Interpretation Manual/Charts*, Schlumberger, Dallas (1986)
32. **Luthi S. (2001).** *Geological Well Logs: Their Use in Reservoir Modeling.* Editura Springer-Verlag Berlin.
33. **Mălureanu I., Batistatu M.V., Neagu D.D. (2012)** *The analysis of reservoir heterogeneity from well logs data.*
34. **Poupon, A., Loy, M.E., Tixier, M.P. (1963).** *A Contribution to Electrical Log Interpretation in Shaly Sands.* JPT.
35. **Raymer, L.L., Hunt, E.R., Gardner, J.S. (1980).** *An Improved Sonic Transit Time-to- Porosity Transform.* SPWLA Annual Logging Symposium, Paper p.
36. **Ricardo, J.P. (1994).** *A Reservoir Engineering Characterization of the North Study Area of the C2/VLE-305 Reservoir, Lamar Field, Lake Maracaibo, Venezuela.* teză de doctorat Texas A&M University.
37. **Serra, O. and Abbott, H.T. (1980)** *The Contribution of Logging Data to Sedimentology and Stratigraphy.* Dallas, Texas, preprint SPE-9270-PA.
38. **Serra O. (1985).** *Fundamentals of well-log interpretation.* Elsevier

39. **Shirer, J.A., Langston, E.P., Strong, R.B. (1978).** *Application of Field-Wide Conventional Coring in the Jay-Little Escambia Creek Unit.* JPT.
40. **Simandoux, P. (1963).** *Measures Dielectriques en Milieu Poreux, application a Measure des Saturations en Eau, Etude du Comportement des Massifs Argileux.* Revue de l'institut Francais du Petrole, Supplementary Issue 253.
41. **Slatt Roger M. (2006).** *Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologists, Geophysicists and Engineers.* Editura Elsevier B.V., Olanda
42. **Stevens, A.B. (1954).** *A Laboratory Manual for Petroleum Engineering,* Texas A&M University, College Station, TX.
43. **Stiles, J.H. Jr. and Hutfilz, J.M. (1988).** *The Use of Routine and Special Core Analysis in Characterizing Brent Group Reservoirs, U.K. North Sea.* SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston.
44. **Stoica-Negulescu, E.R. (2015).** *Romanian Oil and Gas from Geophysics to Petroleum Systems.* Editura Vergiliu
45. **Tareq A., Mckinney, D., Paul (2014).** *Advanced Reservoir Engineering.* ISBN: 0- 7506-7733-3.
46. **Timur, A. (1968).** *An Investigation of Permeability and Porosity and Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs.* The Log Analyst.
47. **Tixier, M.P. (1949).** *Evaluation of permeability from Electric Log Resistivity Gradients.* Oil and Gas Journal.
48. **Von Hartmann H. (2015).** *Seismische Exploration fur tiefe Geothermie.* Geol. Jb. 104.
49. **Waxman, W.H., Smits, L.J.M. (1986).** *Electrical Conductivities in Oil-Bearing Sands.* Oil and Gas Eng.J.
50. **Wyllie, M.R.J, Rose, W.D. (1950).** *Some Theoretical Considerations Related to Quantitative Evaluation of the Physical Characteristics of Reservoir Rock from Electrical Log Data.* JPT.
51. **** *Studii de caz din arhiva S.C. Petrostar S.A.*
52. **** *Studii de caz din arhiva S.C. Romgaz S.A.*
53. **** *Studii de caz din arhiva S.C. Prospectiuni S.A.*